E.2.4 Costos Fijos No Combustible

Para la estimación de los costos fijos no combustible, el COES-SINAC señala que ha utilizado los costos de operación y mantenimiento de las antiguas unidades Westinghouse W501D5 que estuvieran instaladas en Ventanilla Este valor no se ha explicado, es bastante elevado y carece del sustento necesario. El costo para la unidad W501D5A resulta 52,77% superior al valor considerado a partir de la información proporcionada por el operador de la unidad.

Igual que para el caso de los costos no sustentados en la absolución de observaciones el COES-SINAC se refiere al mismo informe señalado en el punto anterior. No se ha mostrado ninguna justificación que absuelva la observación formulada por el OSINERG.

Según el COES-SINAC, los costos fijos no combustible han sido tomados del "Informe de Precio Básico de Potencia de septiembre del 2000", presentada como la mejor y más actualizada fuente de información con la que contaba el COES al momento de efectuar el Estudio.

El análisis de dicho informe fue observado por la ex-CTE en la regulación de noviembre del 2000.

Los costos presentados en dicho informe corresponden a proyecciones basadas en costos de la turbina Frame 6 (aprox. 35-40 MW) de Ilo y costos declarados para las turbinas Westinghouse de Ventanilla (Absolución de Observaciones de la CTE – Estudio Tarifario Noviembre 2000 – COES SICN).

En la Absolución de Observaciones de la CTE – Estudio Tarifario Noviembre 2000 COES SICN del 09.10.2000, el COES SICN adjuntó también el estudio DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS TOTALES DE LA PLANTA DE PUNTA PARA EL CALCULO DE LOS PRECIOS DE PA POTENCIA EN BARRA – Septiembre 2000 – SyZ Consultores Asociados SA (folios 134 al 164). En este informe, se presenta el análisis de los costos fijos basados en la información presentada por el operador de la unidad W501D5A y se obtiene un costo fijo anual de US $ 931 956 (folios 161-162).

Se observa que el COES contaba con información del operador de la unidad W501D5A, información a nuestro entender más confiable para realizar las proyecciones para unidades del orden de 120 MW.

E.3 Conexión al Sistema

Los costos observados no han sido adecuadamente sustentados. Se presenta como sustento el costo de un transformador de menor capacidad, de tres devanados y con regulador automático de tensión bajo carga, el cual no es comparable para utilizarlo como transformador

de una central que cuenta con su propio regulador de tensión. Se cita también un transformador de 100 MVA pero no se suministra la información de detalle del mismo que permita efectuar la correspondiente evaluación.

Asimismo el COES-SINAC ha asumido costos como el de transporte marítimo y seguros, transporte local, montaje electromecánico, supervisión y administración del contrato, gastos generales, utilidades y otros para los cuales no ha presentado sustento.

E.4 Comparación Final y Conclusión

Con excepción de lo señalado en el Cuadro N° E.2, en este informe no se ha incluido una discusión detallada de cada uno de los elementos de otros costos propuestos por el COES-SINAC y con los cuales el OSINERG no se encuentra de acuerdo. Los costos utilizados por el OSINERG se encuentran sustentados en los informes de los estudios realizados para las anteriores regulaciones tarifarias, y que se encuentran a disposición de los interesados que los soliciten.

A fin de tomar una determinación sobre la propuesta del COES-SINAC con relación al precio básico de la potencia, se ha efectuado el análisis de lo que ocurriría con la utilización de la unidad GT11N2 después de efectuar las correcciones que el OSINERG considera necesarias incorporar a partir de los criterios expresados anteriormente. El resultado se ha expresado y comparado con precios y estructura de aranceles, vigentes en noviembre 2001 y se ha encontrado que, aun empleando la unidad propuesta por el COES-SINAC para determinar el precio, el resultado es prácticamente el mismo que el obtenido con la unidad W501D5A, unidad utilizada como referencia por el OSINERG para establecer el precio vigente en la actualidad.

A continuación se realiza una estimación del impacto de las observaciones sobre el precio básico de potencia propuesto por el COES. No es propósito realizar una estimación de cada una de las observaciones, se ha tomado solo tres consideradas como las más importantes:

- Potencia efectiva de la unidad
- Escalamiento del precio FOB del turbogenerador
- Costos fijos de operación y mantenimiento.

Los resultados se observan en el cuadro siguiente.

Cuadro No. E.2

IMPACTO DE LOS PARÁMETROS SOBRE EL PRECIO BASICO DE POTENCIA PROPUESTO POR EL COES SINAC
PROCESO DE REGULACION TARIFARIA DE MAYO DEL 2002

N°	Descripción	Unidad	Parámetros considerados		PBP COES [1]	Reducción del PBP [2]	
			COES SINAC	OSINERG	US $/kw-año	US $/kw-año	% [3]
1	Precio básico de potencia propuesto por el COES SINAC				83.78	0.00	100.00%
2	Impacto sobre el valor propuesto [4]						
2.1	Potencia efectiva de la unidad [5]	MW	102.15	108.34	79.01	4.77	94.31%
2.2	Precio FOB del turbogenerador (miles US $) [6]	miles US $	25.334.00	23.900.00	76.23	7.55	90.99%
2.3	Costos fijos de operación (miles US $) [7]	miles US $	1,376.28	931.96	71.21	12.57	85.00%

1 Precio Básico de potencia Propuesto por el COES - Absolución de Consultas de OSINERG y reducciones acumulativas del mismo
2 Las reducciones son acumulativas, por aplicación en orden descendente de los numerales 2.1, 2.2 y 2.3
3 Representa el % del precio resultante al aplicar el parámetro de OSINERG, cociente del precio básico de potencia resultante dividido
4 entre el precio básico de potencia propuesto por el COES
5 Resultado de considerar los factores de ubicación de COES y OSINERG
6 Se utiliza la misma fuente de datos, el valor de COES incluye un escalamiento del 6% por inflación del mercado interno del dólar
7 Valor propuesto por COES y valor empleado por OSINERG en la regulación de noviembre del 2001(entregado por el COES SICN en la Absolución de Observaciones del proceso de regulación tarifaria de noviembre 2000)

Se observa en el cuadro anterior que la reducción del precio básico de potencia alcanza un 15% al considerar solo tres parámetros de los que han sido observados al COES-SINAC en su propuesta de estudio para la fijación de las Tarifas en Barra.

Por este motivo se concluye en la conveniencia de determinar el precio básico a partir de la valorización efectuada para la regulación tarifaria de noviembre 2001 y cuyos resultados se deberán expresar al mes de marzo de 2002.

Anexo F

Programa de Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato

F.1 Propuesta del COES

El COES-SINAC ha presentado un programa de mantenimiento a ser considerado en la determinación de la tarifa en barra de generación de mayo de 2002 que ha sido motivo de observación por parte del OSINERG. Dicho programa de mantenimiento se sustenta en las siguientes razones, a la letra (el subrayado es nuestro):

"*El programa de mantenimiento de esta central depende en gran parte del desgaste que se produce en las turbinas, que depende a su vez del año hidrológico que se confronte. En un año donde se registre abundante sólidos en suspensión, las exigencias del mantenimiento serán mayores.*

Por otro lado debido a que el modelo PERSEO no puede considerar el efecto de los sólidos en suspensión en el agua turbinada, otorgando un mayor costo a la generación de esta central en época de avenida. Este efecto se está representando incrementando las horas de indisponibilidad anual.

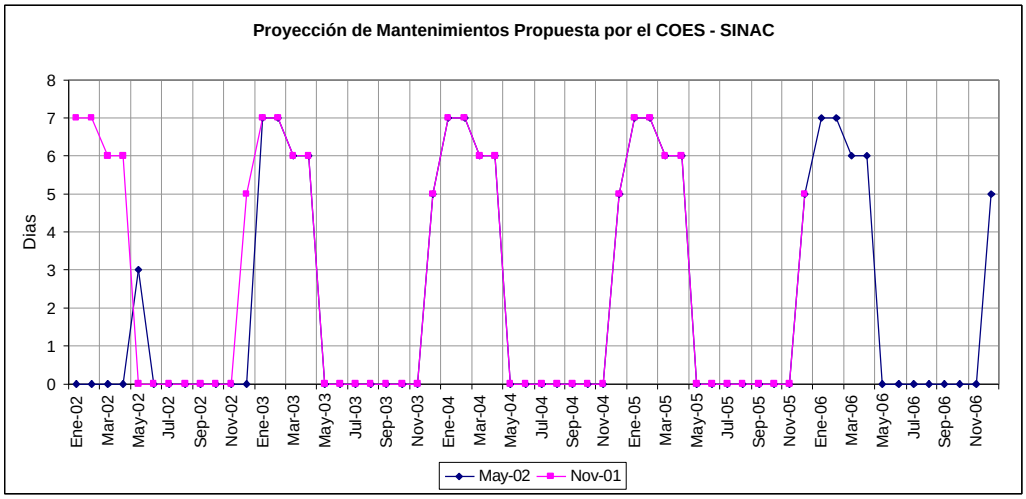
En relación a la observación de que los mantenimientos se realizan cuando las unidades están paradas por falta de agua, debe aclararse que esta central requiere mayor mantenimiento en época de avenida que es cuando se produce mayor desgaste por efecto de los sólidos transportados por el agua.

En cuanto a que como las unidades son nuevas no debe realizarse mantenimientos mayores en los próximos 4 años que obliguen a parar las unidades generadoras, debe tenerse presente que los mantenimientos no son función de la antigüedad de las unidades, sino también de otros factores: como son excesivo desgaste por sólidos en el agua turbinada, desgaste prematuro de algunas partes (ejemplo fisuras en cuellos de rodetes), etc."

Como resultado se ha propuesto un mantenimiento tal como se muestra en la figura 1, asimismo se muestra la propuesta de mantenimiento recibida con motivo de la regulación de tarifas en barra de noviembre 2001; pudiéndose observar una notable diferencia entre

las propuestas de ambos casos para el año 2002, mientras que se mantiene la distribución para los demás años.

Figura 1



En consecuencia de los argumentos del COES se desprende lo siguiente:

1. La central requiere mayor mantenimiento en época de avenida por la presencia de sólidos en el agua turbinada.

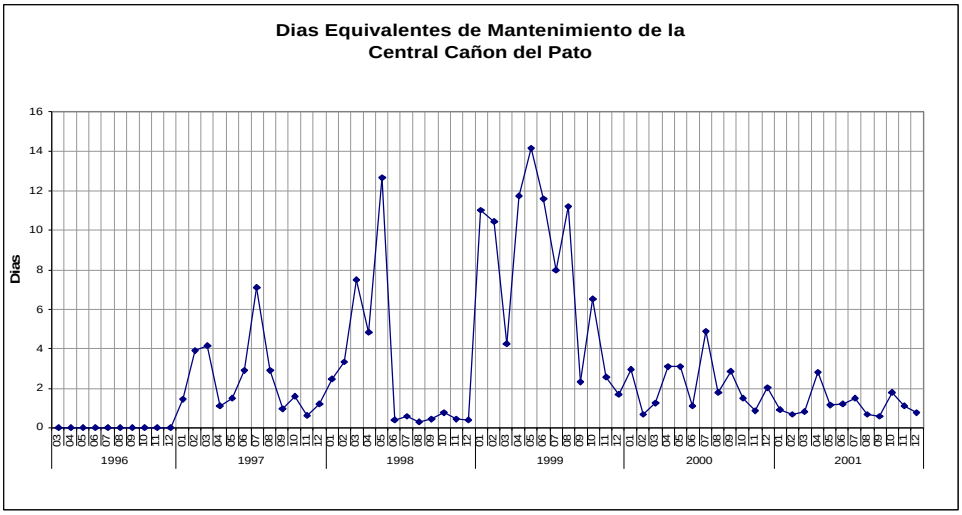
2. El modelo PERSEO no puede representar los costos que enfrenta la central por presencia de sólidos en el agua turbinada.

F.2 Registros Históricos

Mantenimientos: Se revisó la información recibida de la empresa y almacenada en la base de datos mantenida en el sistema SISGEN del OSINERG, obteniéndose los datos acerca de los mantenimientos realizados en cada uno de los seis grupos la C.H. Cañón del Pato mostrada en el Cuadro A.1 del Apéndice, y sintetizada en su equivalente sobre la central en la figura 2 como la duración promedio ponderada con la potencia efectiva de cada unidad de la central y la duración del mantenimiento.

Se puede observar que dicha central atravesó durante los años 1998 y 1999 por la realización de elevados mantenimientos en la central, periodo que coincide con un proceso de renovación de sus grupos de generación (tal como se puede apreciar en los valores de potencia efectiva del Cuadro A.1). Sin embargo antes y después de dicha renovación, la central presenta períodos de mantenimiento más conservadores y además distribuidos a lo largo del año, contradiciendo la afirmación del COES-SINAC en cuanto a las fechas en que se realizan los mantenimientos en esta central.

Figura 2



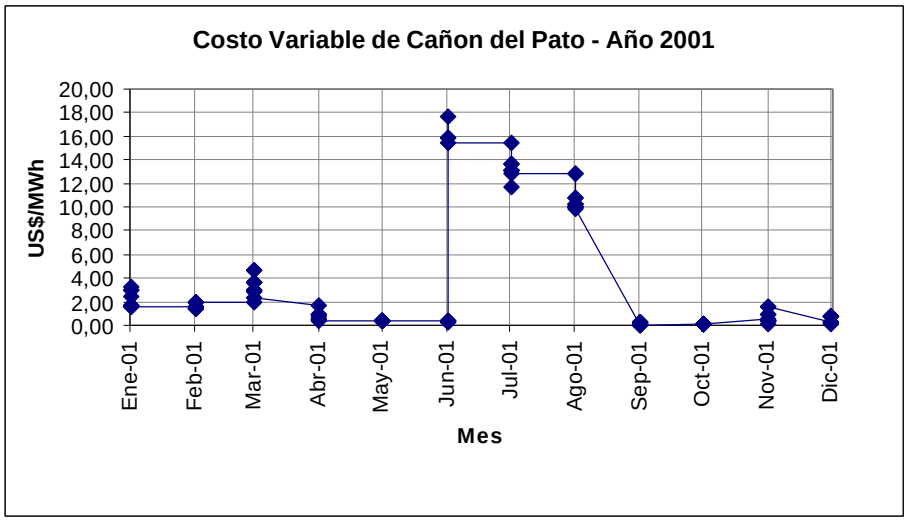
En consecuencia, al comparar los mantenimientos acumulados realizados durante años “normales” (1997, 2000 y 2001) se observa que difícilmente se superarían los seis días de duración, sin embargo se aprecia también que los mantenimientos propuestos por el COES-SINAC superan dicho valor la mayoría de veces.

Costos Operativos: Se revisó la relación de procedimientos publicados por el COES-SINAC en su pagina web, no habiéndose encontrado a la fecha procedimiento alguno que reconozca los costos por abundancia de sólidos en el agua turbinada por las centrales hidroeléctricas (en el Cuadro A.3 del Apéndice se lista la relación de procedimientos).

También se ha revisado la información recibida mensualmente de parte del COES-SINAC durante los años 2000 y 2001, años en los cuales la central ya tenía su configuración actual, habiéndose encontrado que sólo a partir de enero del año 2001 el COES-SINAC viene reconociendo un costo variable a la central al realizar el despacho de las unidades para satisfacer la demanda del sistema, mostrándose en el Cuadro A.2 del Apéndice los valores utilizados en el despacho económico, los cuales se sintetizan también en la figura 3.

Dicho costo variable, se tiene entendido se relaciona con la concentración de sólidos en el agua turbinada por la central y como se puede observar de la figura se incrementó bruscamente entre los meses de junio y agosto, lo que contradice la afirmación del COES-SINAC en cuanto a que la central presenta mayores costos de producción por presencia de sólidos durante los meses de avenida (noviembre – mayo).

Figura 3



F.3 Modelo PERSEO

La afirmación de que no es posible representar los costos operativos de la central debido a la presencia de sólidos no es correcta puesto que la figura 3 muestra claramente que es posible representar la operación de la central mediante la aplicación de dos costos de producción distintos durante ciertos periodos del año, sin necesidad de afectar el mantenimiento durante la época de avenida, acción que altera el costo marginal de dicho periodo y que además no se justifica por cuanto los registros históricos muestran que los mayores costos de dicha central ocurren en estiaje y no en avenida.

La representación de este caso se realizaría de la siguiente manera, una vez determinados los costos variables representativos de la central:

1. El campo canon del archivo que contiene los datos de las centrales hidroeléctricas del sistema tiene una aplicación más amplia que sólo aquella de representar el canon del agua, sino que permite justamente representar los costos variables de las centrales hidroeléctricas. Al ser dicho campo inalterable aún con la declaración de repotenciamientos, se hace necesaria adicionar otra central hidroeléctrica aguas abajo de aquella que representa a la C.H. Cañón del Pato.

2. Al estar ambas centrales en cascada turbinan la misma cantidad de agua, sin embargo es necesario que cuando una de ellas genere energía la otra no lo haga, por ello se simula una serie de repotenciamientos, en los cuales se reemplaza el rendimiento de la central por el valor de cero de modo que no se genere energía.

F.4 Determinación del Programa de Mantenimiento y los Costos Variables de la C.H. Cañón del Pato

Mantenimientos: Producto de lo expresado anteriormente en cuanto a que el programa de mantenimiento propuesto por el COES-SINAC para los años 2003-2006 sería excesivo, se tuvo por conveniente reemplazar dichos valores por el valor promedio de los mantenimientos realizados durante los años 1997, 2000 y 2001 por no contarse con mayor información. Asimismo no se consideró en el cálculo los años 1998 y 1999 por ser años en que se realizaron cambios en los grupos de la central por lo que se presentan mantenimientos con una frecuencia inusual.

Como resultado se obtuvo lo siguiente:

Cuadro No. F.1

Número de días de Mantenimiento

Mes	1997	2000	2001	Prom.
Ene	1,4	2,9	0,9	1,8
Feb	3,9	0,7	0,7	1,8
Mar	4,2	1,2	0,8	2,1
Abr	1,1	3,1	2,8	2,3
May	1,5	3,1	1,2	1,9
Jun	2,9	1,1	1,2	1,7
Jul	7,1	4,9	1,5	4,5
Ago	2,9	1,8	0,7	1,8
Sep	0,9	2,9	0,6	1,5
Oct	1,6	1,5	1,8	1,6
Nov	0,6	0,9	1,1	0,9
Dic	1,2	2,0	0,8	1,3

Costos Operativos: Debido a que sólo a partir del año 2001 se ha iniciado por parte del COES-SINAC un reconocimiento de los costos de producción de energía de la C.H. de Cañón del Pato, se cuenta con dicho año como referencia para calcular los costos variables de la central de acuerdo a los dos periodos identificados a partir de los datos estadísticos.

El procedimiento adoptado fue el siguiente:

1. Se dividió el año en dos periodos representativos con costos variables similares: i) Período de bajo costo variable (Ene - 1ra quincena Jun, y Sep - Dic), ii) Período de alto costo variable (2da quincena Jun - Ago).

2. Se calculó el costo promedio ponderado por la energía generada por la central para cada uno de los periodos. Dicha energía

corresponde a los valores recibidos del COES-SINAC en sus informes mensuales, al igual que los costos variables utilizados.

3. Se aplicó el costo variable alto a los meses junio, julio y agosto íntegramente; y el costo variable bajo a los meses restantes de cada año.

El procedimiento descrito representa una solución provisional y no constituye una convalidación de los costos utilizados por el COES-SINAC para representar el costo variable de la central, lo cual deberá ser motivo de un análisis y justificación detallada para su utilización en el futuro.

Apéndice

Cuadro A.1

Registro de Mantenimientos de la C.H. Cañón del Pato

			Horas en Mantenimiento						MW Efectivos					
dias	año	mes	g1	g2	g3	g4	g5	g6	g1	g2	g3	g4	g5	g6
31	1996	03	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23	23	23
30		04	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23	23	23
31		05	0	0	0	0	0	0	23	23	23	23	23	23
30		06	0	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25
31		07	0	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25
31		08	0	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25
30		09	0	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25
31		10	0	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25
30		11	0	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25
31		12	0	0	0	0	0	0	25	25	25	25	25	25
31	1997	01	44,57	66,38	9,77	13,98	23,19	50,57	25	25	25	25	25	25
28		02	33	33,82	16,82	140,32	51,43	291,21	25	25	25	25	25	25
31		03	21,83	45,79	182,41	186,4	103,7	61,68	25	25	25	25	25	25
30		04	25,47	41,63	12,03	6,75	41,08	29,67	25	25	25	25	25	25
31		05	61,5	20,47	9,13	30,13	52,87	38,84	25	25	25	25	25	25
30		06	152,55	127,53	26,45	111,82	0	0,7	25	25	25	25	25	25
31		07	106,21	92,62	158,98	184,63	260,88	232,6	25	25	25	25	25	25
31		08	34,88	10,5	11,53	0	130,66	232	25	25	25	25	25	25
30		09	0	0,63	43,82	15,1	17,16	59,93	25	25	25	25	25	25
31		10	32,02	27,63	19,95	39,86	5,12	105,28	25	25	25	25	25	25
30		11	20	20	0	0	35	15	25	25	25	25	25	25
31		12	79	8	16	16	27	28	25	25	25	25	25	25
31	1998	01	45,43	40,25	70,96	60,45	71,47	67,85	25	25	25	25	25	25
28		02	49,86	67,53	49,88	84,4	89,76	150,38	25	25	25	25	25	25
31		03	243,35	124,35	154,35	152,05	205,43	198,15	25	25	25	25	25	25
30		04	157,35	174,82	179,35	49,03	66,57	69,85	25	25	25	25	25	25
31		05	67,07	90,25	69	93,12	731,95	731	25	25	25	25	25	25
30		06	0,55	17,5	10,17	8,82	0	0	25	25	25	25	0	0
31		07	7,78	8,5	22,07	16,95	0	0	25	25	25	25	0	0
31		08	14,18	15,15	0	0	0	0	25	25	25	25	0	0
30		09	1,35	4,83	11,47	23,45	0	0	25	25	25	25	0	0
31		10	61,75	6,23	4,4	3,87	0	0	25	25	25	25	0	0
30		11	13,42	10,82	9,12	9,45	0	0	25	25	25	25	0	0
31		12	15,57	8,25	7,27	6,5	0	0	25	25	25	25	0	0
31	1999	01	47,95	40	411,6	409,75	277,47	345,65	25	25	25	25	40	40
28		02	57,02	60,72	672	672	100,76	114,24	25	25	25	25	40	40
31		03	50,55	41,75	0	0	334,95	64,6	25	25	25	25	40	40
30		04	58,72	48,63	720	720	184,35	119,68	25	25	25	25	40	40
31		05	600,32	601,38	340,92	344,47	156,92	190,72	25	25	40	40	40	40
30		06	720	720	105	209,53	136,01	114,1	25	25	40	40	40	40
31		07	744	744	39,48	8,37	23,73	4,27	25	25	40	40	40	40
31		08	683,93	696,17	41,18	82,77	53,13	47,57	40	40	40	40	40	40
30		09	22,43	38,2	95,2	94,12	4,75	78,29	40	40	40	40	40	40
31		10	116,9	370,9	146,26	38,72	160,7	105,71	40	40	40	40	40	40
30		11	33,88	51,3	72,92	41,17	115,7	51,04	40	40	40	40	40	40
31		12	9,83	107,18	56,5	31,55	7,97	29,22	40	40	40	40	40	40
31	2000	01	326,82	0	8,15	13,74	41,47	31,03	40	40	40	40	40	40
29		02	33,32	0	14,88	17,87	20,07	12,97	40	40	40	40	40	40
31		03	44,37	33,72	31,08	37,41	16,21	15,93	41	32	41	41	41	41
30		04	137,64	73,65	9	56,34	90,5	76,08	41	32	41	41	41	41
31		05	42,4	49,45	80,07	75,07	140,3	53,68	41	32	41	41	41	41
30		06	21,47	17,23	17,48	38,78	30,15	32,87	41	41	41	41	41	41
31		07	480,7	7,6	18,88	27,42	84,78	83,25	41	41	41	41	41	41
31		08	0	20,63	0	21,87	83,75	131,03	41	41	41	41	41	41
30		09	61,47	60,38	62,53	78,97	73,97	75,02	41	41	41	41	41	41
31		10	166,6	20,23	12,67	0	19,3	6,83	41	41	41	41	41	41
30		11	48,8	9,12	6,43	16,58	9,53	37,78	41	41	41	41	41	41
31		12	5,83	0	10,2	4,85	135,3	133,91	41	41	41	41	41	41
31	2001	01	36,58	24,48	23,11	6,82	19,92	23,17	41	41	41	41	41	41
28		02	20,48	10,32	29,41	23,02	1,53	14,95	41	41	41	41	41	41
31		03	11,58	12,92	21,68	3,08	36,28	33,22	41	41	41	41	41	41
30		04	20,63	31,74	272,69	25,75	28,56	22,16	41	41	41	41	41	41
31		05	42,28	23,83	39	16,27	20,92	26,02	41	41	41	41	41	41
30		06	128,45	13	11,88	10,98	7,43	0	41	41	41	41	41	41
31		07	49,8	39,83	16,2	48,08	55,72	9,57	41	41	41	41	41	41
31		08	14,9	23,63	7,12	28,52	5,92	16,3	41	41	41	41	41	41
30		09	17,03	1,12	23,93	31,88	9,07	3,08	41	41	41	41	41	41
31		10	66,7	32,78	72,32	21,13	28,1	37,46	41	41	41	41	41	41
30		11	37,1	15,68	25,93	33,02	24,46	25,42	41	41	41	41	41	41
31		12	20,43	16,53	11,03	18,38	17,33	30,85	41	41	41	41	41	41

Cuadro A.2

Registro de Costos Variables de la C. H. Cañón del Pato Utilizados por el COES en el Despacho Económico del año 2001

Mes	Vigencia	S/KWH	T/C	us$
Ene-01	1 AL 5	0,0087120648	3,536	2,46
	6 AL 9	0,0060690648	3,536	1,72
	10 AL 12	0,0060690648	3,536	1,72
	13 AL 16	0,0107360648	3,536	3,04
	17 AL 19	0,0107360648	3,536	3,04
	20 AL 26	0,0114030648	3,536	3,22
	27 AL 29	0,0053000648	3,536	1,50
	30 AL 31	0,0053000648	3,536	1,50
Feb-01	1 AL 2	0,0052850648	3,524	1,50
	3 AL 6	0,0051680648	3,524	1,47
	7 AL 9	0,0051680648	3,524	1,47
	10 AL 16	0,0048950648	3,524	1,39
	17 AL 23	0,0055630648	3,524	1,58
	24 AL 25	0,0067660648	3,524	1,92
	26	0,0067660648	3,524	1,92
	27 AL 28	0,0067660648	3,524	1,92
Mar-01	1 AL 2	0,0068043462	3,525	1,93
	3 AL 6	0,0100073462	3,525	2,84
	7 AL 9	0,0100073462	3,525	2,84
	10 AL 11	0,0128363462	3,525	3,64
	12	0,0128363462	3,525	3,64
	13 AL 16	0,0128363462	3,525	3,64
	17 AL 18	0,0166143462	3,525	4,71
	19 AL 23	0,0166143462	3,525	4,71
	24 AL 25	0,0104573462	3,525	2,97
	26 AL 30	0,0104573462	3,525	2,97
	31	0,0084233462	3,525	2,39
Abr-01	1 AL 6	0,0060463488	3,589	1,68
	7 AL 8	0,0032823488	3,589	0,91
	9 AL 13	0,0032823488	3,589	0,91
	14 AL 20	0,0027103488	3,589	0,76
	21 AL 26	0,0020923488	3,589	0,58
	27	0,0020923488	3,589	0,58
	28 AL 30	0,0012033488	3,589	0,34
May-01	1 AL 4	0,0012310000	3,623	0,34
	5 AL 7	0,0011800000	3,623	0,33
	8 AL 11	0,0011800000	3,623	0,33
	12 AL 13	0,0013950000	3,623	0,39
	14 AL 18	0,0013950000	3,623	0,39
	19 AL 20	0,0014170000	3,623	0,39
	20(15:00 hora	0,0014170000	3,623	0,39
	21 AL 25	0,0014170000	3,623	0,39
	26 AL 27	0,0012060000	3,623	0,33
	28 AL 31	0,0012060000	3,623	0,33
Jun-01	1	0,0011980000	3,514	0,34
	2 AL 8	0,0011730000	3,514	0,33
	9 AL 14	0,0011430000	3,514	0,33
	15	0,0011330000	3,514	0,32
	16 AL 18	0,0011230000	3,514	0,32
	19 AL 22	0,0619503400	3,514	17,63
	23 AL 24	0,0557154200	3,514	15,86
	25 AL 29	0,0557154200	3,514	15,86
	30	0,0543831000	3,514	15,48

Mes	Vigencia	S/KWH	T/C	us$
Jul-01	1 AL 6	0,0539712000	3,488	15,47
	7 AL 10	0,0476088400	3,488	13,65
	11 AL 13	0,0476088400	3,488	13,65
	14 AL 16	0,0457804400	3,488	13,13
	17	0,0457804400	3,488	13,13
	18 AL 20	0,0457804400	3,488	13,13
	21 AL 27	0,0407369800	3,488	11,68
	28 AL 31	0,0447422800	3,488	12,83
Ago-01	1 AL 2	0,0446888300	3,483	12,83
	3	0,0446861300	3,483	12,83
	4 AL 8	0,0359414000	3,483	10,32
	9	0,0359414000	3,483	10,32
	10	0,0359414000	3,483	10,32
	11 AL 15	0,0376167400	3,483	10,80
	16 AL 17	0,0376167400	3,483	10,80
	18 al 22	0,0346136600	3,483	9,94
	23	0,0346136600	3,483	9,94
	24	0,0346136600	3,483	9,94
	25 AL 31	0,0345061700	3,483	9,91
Sep-01	1 AL 2	0,0001825000	3,484	0,05
	3	0,0003636000	3,484	0,10
	4 y 5	0,0003636000	3,484	0,10
	6 AL 9	0,0008171000	3,484	0,23
	10 AL 12	0,0008171000	3,484	0,23
	13 AL 14	0,0008171000	3,484	0,23
	14 (17:4	0,0002277000	3,484	0,07
	17 AL 19	0,0001744000	3,484	0,05
Oct-01	20 al 25	0,0002699000	3,443	0,08
	25 (07:45) AL	0,0002699000	3,443	0,08
	26 Al 31	0,0002699000	3,443	0,08
	1 AL 2	0,0002742000	3,443	0,08
	3 al 9	0,0002742000	3,443	0,08
	10 al 14	0,0002908000	3,443	0,08
	15 AL 16	0,0002908000	3,443	0,08
	17	0,0002908000	3,443	0,08
	18 AL 19	0,0003026000	3,443	0,09
	20	0,0003026000	3,443	0,09
	21	0,0005590000	3,443	0,16
Nov-01	22 al 23	0,0020013000	3,435	0,58
	24 AL 27	0,0005944000	3,435	0,17
	28 AL 30	0,0031222000	3,435	0,91
	1 AL 3	0,0031222000	3,435	0,91
	4 al 5	0,0014740000	3,435	0,43
	6 al 7	0,0014740000	3,435	0,43
	8 AL 10	0,0014740000	3,435	0,43
	11 AL 13	0,0014740000	3,435	0,43
	14	0,0014740000	3,435	0,43
	15 al 21	0,0051354000	3,435	1,50
	22 al 26	0,0051354000	3,435	1,50
Dic-01	27 AL 28	0,0011030000	3,442	0,32
	29 AL 31	0,0011030000	3,442	0,32
	1 AL 7	0,0011030000	3,442	0,32
	8 AL 11	0,0025557000	3,442	0,74
	12 AL 14	0,0025557000	3,442	0,74
	15 AL 17	0,0025557000	3,442	0,74
	18 AL 20	0,0002955000	3,442	0,09
	21	0,0027411000	3,442	0,80
	22 AL 28	0,0027411000	3,442	0,80
	29 AL 30	0,0024922000	3,442	0,72

Cuadro A.3

Relación de Procedimientos del COES-SINAC

1. PROGRAMACION DE LA OPERACION DE CORTO PLAZO PROGRAMACION SEMANAL DEL SINAC
2. PROGRAMACION DE LA OPERACION DIARIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
3. PRONOSTICO DE LA DEMANDA A CORTO PLAZO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
4. PROGRAMACION DE LA OPERACION CUANDO EXISTE SOBREOFERTA HIDRÁULICA
5. EVALUACION DEL CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DIARIO DE OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
6. REPROGRAMACION DE LA OPERACIÓN
7. CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGIA DE CORTO PLAZO
8. CALCULO DEL VALOR DEL AGUA PARA LA ELABORACION DEL PROGRAMA SEMANAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
9. COORDINACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
10. VALORIZACION DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ACTIVA ENTRE INTEGRANTES DEL COES
11. RECONOCIMIENTOS DE COSTOS POR REGULACION DE TENSION EN BARRAS DEL SINAC
12. PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO PARA LA OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
13. DETERMINACION DE LA ENERGIA FIRME DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES DEL COES
14. VERIFICACION DE LA ENERGIA FIRME DE UN GENERADOR (PROPIA Y CONTRATADA) VS SUS COMPROMISOS DE VENTA
15. VALORIZACION DE TRANFERENCIAS DE ENERGIA REACTIVA ENTRE INTEGRANTES DEL COES
16. RACIONAMIENTO POR DEFICIT DE OFERTA
17. DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS
18. DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA DE LAS CENTRALES HIDRAULICAS DEL COES
19. PRUEBAS DE UNIDADES DE GENERACIÓN
20. VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS PARA SER INTEGRANTE DEL COES SINAC
21. INGRESO DE UNIDADES DE GENERACION, LINEAS Y SUBESTACIONES DE TRANSMISION EN EL COES-SINAC
22. RESERVA ROTANTE EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
23. COMPENSACIONES AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
24. INGRESO TARIFARIO ESPERADO TOTAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
25. INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN
26. CALCULO DE LA POTENCIA FIRME